

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) УСВ-2 и программное обеспечение (далее – ПО).

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организа-

ции осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера БД с временем УСПД СИ-КОН С70 осуществляется каждые 30 мин, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков при расхождении со временем УСПД  $\pm 2$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш») используется ПО "Пирамида" версии 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "Пирамида".

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>ООО «Бежецксельмаш»</b>								
1	ПС 110/10 кВ "Сельмаш"; РУ-10 кВ; с.ш. 10 кВ; яч.3 ИК №1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 2815; Зав. № 235	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 4909	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 607112289	СИКОН С70 Зав.№ 06426	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ПС 10 кВ "Сельмаш"; ЦРП-10/6 кВ; 1 с.ш. 10 кВ; яч.6 ИК №2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 6464; Зав. № 5400	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 341	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 609111461		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ПС 10 кВ "Сельмаш"; ЦРП-10/6 кВ; 2 с.ш. 10 кВ; яч.20 ИК №3	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 8676; Зав. № 9443	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 341	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 608111878	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	
4	ПС 110/35/10/6 кВ "Шолмино"; ГРУ 6 кВ; 3 с.ш. 6 кВ яч. 606 ИК №4	ТПФ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 9337; Зав. № 9433	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 812110682	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110/35/10/6 кВ "Шолмино"; ГРУ 6 кВ; 3 с.ш. 6 кВ яч. 614 ИК №5	ТПФ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 7565; Зав. № 8392	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 801120479	СИКОН С70 Зав.№ 06426	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
6	ПС 110/35/10/6 кВ "Шолмино"; ГРУ 6 кВ; 3 с.ш. 6 кВ яч. 602 ИК №6	ТПФ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 7419; Зав. № 7338	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 812112539		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
7	ПС 110/35/10/6 кВ "Шолмино"; ГРУ 6 кВ; 2 с.ш. 6 кВ яч. 628 ИК №7	ТПФ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 6456; Зав. № 9261	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 801120507		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
8	ПС 110/35/10/6 кВ "Шолмино"; ГРУ 6 кВ; 2 с.ш. 6 кВ яч. 622 ИК №8	ТПФ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 9228; Зав. № 7126	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 196	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 812114166		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
9	ПС 110/35/10/6 кВ "Шолмино"; КРУ 10 кВ; 2 с.ш. 10 кВ яч.30 фид 1033 ИК №9	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 96256; Зав. № 82564	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 299	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 812114331		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
10	ПС 110/35/10/6 кВ "Шолмино"; КРУ 10 кВ; 1 с.ш. 10 кВ яч.12 фид 1009 ИК №10	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 7126; Зав. № 01775	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 299	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 812114209	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>ОАО «Исток»</b>								
11	ТП-135 6/0,4 кВ; РУ-0,4 кВ; 1 с.ш. 0,4 кВ; яч. Ввод 1 ИК №11	ТТЭ-100 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 005; Зав. № 006; Зав. № 007		ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 604110135	СИКОН С70 Зав.№ 06426	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
12	ТП-135 6/0,4 кВ; РУ-0,4 кВ; 2 с.ш. 0,4 кВ; яч. Ввод 2 ИК №12	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 87098; Зав. № 87088; Зав. № 87129		ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 604110093		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
13	ТП-135 6/0,4 кВ; РУ-0,4 кВ; 1 с.ш. 0,4 кВ; яч 1 ИК №13	ТТЭ-100 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 008; Зав. № 009; Зав. № 010		ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 602111129		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
14	ТП-135 6/0,4 кВ; РУ-0,4 кВ; 1 с.ш. 0,4 кВ; яч 3 ИК №14	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 011; Зав. № 012; Зав. № 013		ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 602111248	активная	±1,0	±3,2	
					реактивная	±2,4	±5,6	
15	РП 10 кВ "Ис- ток"; РУ 10 кВ; 1 с.ш. 10 кВ; яч.2 ИК №15	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 001; Зав. № 002	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав. № 156	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 608111899	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	
16	РП 10 кВ "Ис- ток"; РУ 10 кВ; 2 с.ш. 10 кВ; яч.13 ИК №16	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 003; Зав. № 004	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав. № 014	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 608111913	активная	±1,2	±3,3	
					реактивная	±2,8	±5,7	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры сети: напряжение  $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$ ; ток  $(1 \div 1,2) I_{ном}$ , частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус  $40^\circ\text{C}$  до  $+50^\circ\text{C}$ ; счетчиков - от  $+18^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ; УСПД - от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ; ИВК - от  $+10^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более  $0,05$  мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2) I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$   $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
    - температура окружающего воздуха - от минус  $40$  до плюс  $70^\circ\text{C}$ .
  - для счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М и СЭТ-4ТМ.03М:
    - параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,02 \div 1,2) I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi(\sin\phi)$  -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
    - для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М от минус  $40^\circ\text{C}$  до плюс  $60^\circ\text{C}$ ;
    - для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус  $40^\circ\text{C}$  до плюс  $60^\circ\text{C}$ ;;
    - магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5$  мТл.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0^\circ\text{C}$  до  $+40^\circ\text{C}$ ;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш») порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

нии:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш») типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10	2
Трансформатор тока ТПЛ-10	10
Трансформатор тока ТПФ-10	10
Трансформатор тока ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока ТТЭ-100	6
Трансформатор тока ТШП-0,66	3
Трансформатор тока Т-0,66	3
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66	5
Трансформатор напряжения НТМИ-6	5
Трансформатор напряжения НАМИ-10	2
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70	
Счётчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М	9
Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	7
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 49624-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- ПСЧ-4ТМ.05М - по документу ИЛГШ.411152.146 РЭ1 Методика поверки.
- СЭТ-4ТМ.03 - по документу ИЛГШ.411151.145 РЭ1 Методика поверки.
- УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш»).

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш»)**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ООО «Энергоснабжение» (ОАО «Исток», ООО «Бежецксельмаш»).

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Росэнергосервис» (ООО «Росэнергосервис») 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9  
Тел.: (4922) 44-87-06, Факс: (4922) 33-44-86

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго» (ООО «Тест-Энерго») Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3  
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35  
Тел.: (499) 755-63-32, Факс: (499) 755-63-32  
E-mail: [info@t-energo.ru](mailto:info@t-energo.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»  
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46  
тел./факс: 8(495)437-55-77  
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.